

## О ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ НЕСОВЕРШЕНСТВЕ СКВАЖИН, СВЯЗАННОМ С НЕПОЛНОТОЙ ИХ ПЕРФОРАЦИИ

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена научным семинаром кафедры горючих ископаемых)

В одной из работ, посвященных гидродинамически несовершенным скважинам [4], область дренирования скважины делится на три зоны: зону влияния отверстий, зону сужения потока за счет неполноты перфорации и зону плоскорадиального потока.

Под зоной влияния отверстий понимается та часть области дренирования скважины, где поток пластовой жидкости разделяется на большое число струй (по числу отверстий), и внутри каждой струи движение жидкости происходит в направлении центра данного отверстия или в направлении оси канала при нем. Внутренней границей данной зоны является наружная поверхность цементного кольца скважины, наружной поверхностью — цилиндр, описанный вокруг оси скважины радиусом  $x_0$ , выражаемый соотношением

$$x_0 = r + y + s, \quad (1)$$

где  $r$  — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см,  $y$  — глубина (длина) канала при отверстии в см и  $s$  — радиус влияния отверстий или половина среднего расстояния между центрами соседних отверстий, считая по поверхности цементного кольца в см. При высокой плотности перфорации скважин, когда длина фильтра на одно отверстие не достигает  $2,55r$ , параметр этот рассчитывается по формуле

$$s = 0,5 \sqrt{2\pi r \frac{h}{n}}, \quad (2)$$

где  $h$  — длина интервала перфорации скважины в см и  $n$  — число отверстий в фильтре скважины. При низкой плотности перфорации скважины, когда длина фильтра на одно отверстие превышает  $2,55r$ , радиус влияния отверстий рассчитывается по формуле

$$s = 0,5 \sqrt{0,96\pi^2 r^2 + \frac{h^2}{n^2}}. \quad (3)$$

Под зоной сужения потока за счет неполноты перфорации скважины понимается та часть области дренирования ее, где поток пластовой жидкости еще сохраняет единство (т. е. еще не разделяется на множество струй по числу отверстий), но уже не является плоскорадиальным. Внутренняя граница этой зоны соответствует наружной границе зоны влияния отверстий. Наружной же границей ее является поверх-



ность цилиндра, описанного вокруг оси скважины радиусом, равным длине наибольшей компоненты неполноты перфорации скважины  $\delta_{\max}$ .

Под компонентами неполноты перфорации скважин понимаются непроперфорированные в пределах продуктивного пласта участки, если они примыкают к подошве или к кровле, или половины этих участков, если они ограничиваются с обеих сторон проперфорированными участками, иначе если они не примыкают ни к подошве, ни к кровле пласта.

Принято следующее наименование компонент неполноты перфорации скважин.

Если в скважине имеется один непроперфорированный участок, примыкающий либо к кровле его, либо к подошве, то он будет называться первой компонентой неполноты перфорации и обозначаться через  $\delta_1$ . Скважина же, у которой будет только такой непроперфорированный участок будет называться скважиной с однокомпонентной неполнотой перфорации.

Если в скважине будет один непроперфорированный участок, но он не будет примыкать ни к кровле, ни к подошве пласта, то есть по обе стороны его будут располагаться проперфорированные участки, то такая скважина будет называться скважиной с двухкомпонентной неполнотой перфорации. При этом каждая из компонент будет считаться равной половине непроперфорированного участка и обозначаться через  $\delta_2$ . Двухкомпонентной же неполнота перфорации скважины будет считаться и в том случае, если в скважине будет два непроперфорированных участка, один из которых будет примыкать к подошве пласта, а второй — к кровле. При этом, если они будут иметь одинаковую длину, то оба будут обозначаться через  $\delta_2$ , а если разную, то больший — через  $\delta_1$  и будет называться первой компонентной, а второй — через  $\delta_2$  и называться второй компонентой.

Трехкомпонентной неполнота перфорации будет считаться в том случае, если в пределах продуктивного пласта останутся непроперфорированными два участка, один из которых будет примыкать либо к кровле, либо к подошве, а второй будет располагаться где-то посередине. При этом, расположенный у кровли или подошвы участок будет соответствовать полной компоненте, а расположенный в середине пласта — двум.

Если все три компоненты будут равны между собой, они будут обозначаться через  $\delta_3$  и называться третьими компонентами. Если одна из компонент будет превосходить две других, то она будет называться первой и обозначаться через  $\delta_1$ , а две других будут называться третьими и обозначаться через  $\delta_3$ . Если в рассматриваемом случае две компоненты будут превосходить третью, то эти две будут называться вторыми и обозначаться через  $\delta_2$ , а оставшаяся будет называться третьей и обозначаться через  $\delta_3$ .

Номер компоненты должен выражать ее повторяемость. В последнем случае наименьшая компонента может быть отложена в пределах больших два раза и в собственных пределах в третий раз. В предыдущем случае один раз она могла быть отложена в пределах наибольшей компоненты и плюс два раза в собственных пределах. Наконец, в первом случае, когда все три компоненты были равны между собой, данная компонента также повторялась три раза.

Из сказанного следует, что наибольшей компоненте неполноты перфорации соответствует наименьший номер ее.

Четырехкомпонентной неполнота перфорации будет считаться в двух случаях. Первый случай — в пределах продуктивной части пласта остались непроперфорированными два участка, ни один из которых не



примыкает ни к подошве, ни к кровле пласта. За компоненты неполноты здесь будут приняты половины данных участков. Второй случай — в пределах продуктивной части пласта остались непроперфорированными три участка, один из которых расположен где-то в середине интервала перфорации, а два других примыкают либо к подошве, либо к кровле пласта. При этом четвертой будет считаться наименьшая компонента, остальным номерам присваиваются в соответствии с изложенным выше правилом.

Неполнота перфорации скважин может характеризоваться и большим числом компонент, однако рассматривать все возможные в этом направлении варианты нет необходимости. Нас в данном случае интересует вопрос, что считать наибольшей компонентой неполноты перфорации и как, в соответствии с этим, определить внешнюю границу зоны сужения потока.

Зона плоскорадиального потока характеризуется тем, что если рассечь пласт плоскостью, содержащей в себе ось скважины, то проекции отдельных элементов потока пластовой жидкости будут параллельны друг другу. А если на эту систему смотреть сверху (вдоль оси скважины), то отдельные элементы потока будут направлены к оси скважины по радиусам.

Внутренней границей зоны плоскорадиального потока является внешняя граница зоны сужения потока за счет неполноты перфорации (см. выше), а внешней границей ее — поверхность цилиндра, описанного радиусом влияния скважины.

В соответствии с изложенным, формула перепада давлений при притоке в гидродинамически несовершенную скважину будет иметь вид

$$P_{\text{пл}} - P_3 = \frac{Q_{\text{пл}} \mu}{2 \pi k_{\text{эф}} n} (G_s + G_\delta + G_R), \quad (4)$$

где  $P_{\text{пл}}$  и  $P_3$  — пластовое и забойное давления в ати,  $Q_{\text{пл}}$  — приток в скважину в пластовых условиях в  $\text{см}^3/\text{с}$ ,  $\mu$  — вязкость нефти в пластовых условиях в спз,  $k_{\text{эф}}$  — эффективная проницаемость пласта в дарси,  $n$  — число отверстий в фильтре (безразмерная величина),  $G_s$ ,  $G_\delta$  и  $G_R$  — геометрические характеристики зоны влияния отверстий, зоны сужения потока за счет неполноты перфорации и зоны плоскорадиального потока соответственно в  $1/\text{см}$ .

Приток в пластовых условиях рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{пл}} = 11,574 Q_{\text{пв}} \cdot b, \quad (5)$$

где 11,574 — коэффициент, выражающий число  $\text{см}^3/\text{с}$  в  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_{\text{пв}}$  — приток в скважину, измеренный в поверхностных условиях в  $\text{м}^3/\text{сут}$ , и  $b$  — объемный коэффициент нефти, безразмерная величина.

Геометрическая характеристика зоны влияния отверстий при высокой плотности перфорации и отсутствии каналов у отверстий (рыхлый пласт) рассчитывается по формуле

$$G_s = \frac{1}{\lambda} - \frac{1}{s} - \frac{0,25}{r} \ln \frac{s}{\lambda} + 0,0625 \frac{s - \lambda}{r^2} - 0,0117 \frac{s^2 - \lambda^2}{r^3} + \dots, \quad (6)$$

где  $\lambda$  — радиус отверстий в см,  $r$  — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см. Низкая плотность перфорации в настоящее время встречается крайне редко и потому соответствующая ей формула для определения геометрической характеристики зоны влияния отверстий в данной работе не приводится. При наличии каналов у отверстий рассматриваемый параметр рассчитывается по формуле



$$G_s^* = \frac{1}{y} \ln \frac{(y+\lambda)s}{(y+s)\lambda} - \frac{0,25}{r+y} \ln \frac{s+y}{\lambda+y} + 0,0625 \frac{s-\lambda}{(r+y)^2}, \quad (7)$$

где  $y$  — глубина (длина) каналов при отверстиях за пределами цементного кольца в см,  $\lambda$  — средний радиус канала в см.

Геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока при отсутствии зоны сужения потока рассчитывается по формуле

$$G_R = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{r+y+s}, \quad (8)$$

а при наличии таковой — по формуле

$$G_R^* = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{\delta_{\max}}, \quad (9)$$

где  $H$  — полная мощность пласта в см и  $R$  — радиус влияния скважины в см. В свою очередь радиус влияния скважины рассчитывается по формуле

$$R^2 = \frac{2V_{\Sigma}}{\pi m \alpha H P_s}, \quad (10)$$

где  $V_{\Sigma}$  — суммарный объем нефти или другой жидкости, отобранной из скважины в процессе ее испытания, в см<sup>3</sup>,  $m$  — пористость пласта в долях единицы,  $\alpha$  — коэффициент сжимаемости нефти или другой жидкости в 1/ат,  $P_s$  — депрессия на пласт на границе зоны влияния отверстий в ати, рассчитываемая по формуле

$$P_s = (P_{\text{пл}} - P_3) \frac{G_{\delta} + G_R}{G_s + G_{\delta} + G_R}. \quad (11)$$

Таким образом, здесь остается рассмотреть лишь формулу геометрической характеристики зоны сужения потока за счет неполноты перфорации скважины  $G_{\delta}$ , которой посвящается настоящая статья.

Другие авторы, касающиеся проблемы притока нефти в гидродинамически несовершенные скважины [1, 2, 5, 6, 7], рассматривали лишь скважины с однокомпонентной неполнотой перфорации. Это было следствием того, что учение о гидродинамически несовершенных скважинах развилось на базе скважин, забой которых не достигали подошвы пласта и которые в настоящее время называются гидродинамически несовершенными по степени вскрытия пласта. При этом предполагалось, что весь вскрытый скважиной интервал пласта перфорируется.

Изучение данного вопроса автором настоящей статьи показало, что вскрытый скважиной интервал пласта перфорируется неполностью и что два непроперфорированных интервала неравноценны одному, длина которого равна двум исходным. В соответствии с этим, предлагалась формула для определения геометрической характеристики рассматриваемой зоны, которая была пригодна для решения поставленной задачи, как при одно-, так и при двухкомпонентной неполноте перфорации скважины [4].

Однако дальнейшее изучение этого вопроса показало, что встречаются скважины с большим, чем две, числом компонент неполноты перфорации. В связи с этим возникла необходимость составить и соответствующие формулы для определения рассматриваемой геометрической характеристики. Одновременно было установлено, что для наиболее часто встречающихся скважин с однокомпонентной неполнотой перфорации имеет смысл пользоваться более простой, чем при двухкомпонентной неполноте, специализированной формулой, вывод которой приводится ниже.



Для вывода формулы геометрической характеристики при однокомпонентной неполноте перфорации поступаем следующим образом.

1. Внутри зоны сужения потока выделим тонкостенное цилиндрическое тело, заканчивающееся полусферой радиуса  $\rho$ , длиной цилиндрической части  $h$  и толщиной стенок  $d\rho$ . Очевидно, поверхность данного тела будет выражаться соотношением

$$F = 2\pi\rho h + 2\rho^2, \quad (12)$$

и исходное выражение для получения геометрической характеристики рассматриваемой зоны будет иметь вид

$$dG^I = \frac{n}{2\pi\rho(h+\rho)} d\rho. \quad (13)$$

2. Из полученного выражения  $2\pi$  переводится в основную формулу перепада давлений (4) без изменений. В итоге выражение (13) принимает вид

$$dG = \frac{n}{\rho(h+\rho)} d\rho. \quad (14)$$

3. Проинтегрируем левую часть полученного выражения в пределах  $0 < G < G_\delta^I$ , а правую в пределах  $x_0 < \rho < \delta_1$ . В итоге получаем

$$G_\delta^I = -\frac{n}{h} \ln \frac{h+\rho}{\rho} \Big|_{x_0}^{\delta_1}, \quad (15)$$

$$G_\delta^I = -\frac{n}{h} \left( \ln \frac{h+\delta_1}{\delta_1} - \ln \frac{h+x_0}{x_0} \right) \quad (16)$$

или после соответствующих преобразований

$$G_\delta^I = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+x_0)\delta_1}{(h+\delta_1)x_0}. \quad (17)$$

При двухкомпонентной неполноте перфорации скважины и равенстве между собой обеих компонент, то есть при отсутствии первой компоненты исходное выражение для вывода формулы геометрической характеристики будет иметь вид

$$dG = \frac{n}{\rho(h+2\rho)} d\rho. \quad (18)$$

После соответствующих преобразований, аналогичных тем, которые были проведены при нахождении выражения (17), получаем

$$G_\delta^{II} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+2x_0)\delta_2}{(h+2\delta_2)x_0}. \quad (19)$$

Если же у скважины с двухкомпонентной неполнотой перфорации отдельные компоненты будут отличаться друг от друга по размерам, то есть при наличии здесь и первой компоненты, то формулу геометрической характеристики для нее можно получить следующим образом.

Разделим зону сужения на две подзоны: внутреннюю и внешнюю таким образом, чтобы границей между ними была поверхность цилиндра, описанного вокруг оси скважины компонентой  $\delta_2$ . Очевидно, для внутренней подзоны геометрическая характеристика будет выражаться соотношением (19).



Для внешней подзоны эта характеристика будет выражаться соотношением, аналогичным соотношению (17),

$$G_1' = \frac{n}{h^1} \ln \frac{(h' + x_0') \delta_1}{(h' + \delta_1) x_0'}, \quad (20)$$

где

$$x_0' = \delta_2, \quad (21)$$

$$h' = h + \delta_2. \quad (22)$$

После соответствующих преобразований выражение (20) принимает вид

$$G_1' = \frac{n}{h + \delta_2} \ln \frac{(h + 2\delta_2) \delta_1}{(h + \delta_2 + \delta_1) \delta_2}, \quad (23)$$

и формула геометрической характеристики зоны сужения потока при двухкомпонентной неполноте в общем виде будет выражаться соотношением, которое будет представлять собой сумму соотношений (19) и (23)

$$G_{\delta}^{II-I} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h + 2x_0) \delta_2}{(h + 2\delta_2) x_0} + \frac{n}{h + \delta_2} \ln \frac{(h + 2\delta_2) \delta_1}{(h + \delta_1 + \delta_2) \delta_2}. \quad (24)$$

Формула геометрической характеристики зоны сужения потока для скважины с трехкомпонентной неполнотой перфорации может быть получена в том же порядке, что и аналогичная формула для скважины с двухкомпонентной неполнотой, а именно: прежде всего необходимо вывести формулу для случая, когда все три компоненты неполноты перфорации будут равны между собой. По аналогии с выражением (14) исходное выражение для вывода данной формулы будет иметь вид

$$dG = \frac{n}{\rho(h + 3\rho)} d\rho, \quad (25)$$

и сама геометрическая характеристика в окончательном виде выразится соотношением

$$G_{\delta}^{III} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h + 3x_0) \delta_3}{(h + 3\delta_3) x_0}. \quad (26)$$

При трехкомпонентной неполноте перфорации скважин возможны еще два случая. Первый (наиболее распространенный) — одна компонента неполноты  $\delta_1$  превышает две других, которые в свою очередь равны между собой и называются  $\delta_3$ . Формула геометрической характеристики двучленная, при этом первый член выражается соотношением (26). Для вывода второго члена этой формулы за основу берется выражение (20), однако в него в качестве  $h'$  подставляется  $h + 2\delta_3$ , а в качестве  $x_0'$  —  $\delta_3$ . В итоге формула принимает вид

$$G_{\delta}^{III-I} = G_{\delta}^{III} + \frac{n}{h + 2\delta_3} \ln \frac{(h + 3\delta_3) \delta_1}{(h + 2\delta_3 + \delta_1) \delta_3}, \quad (27)$$

где  $G_{\delta}^{III}$  выражается соотношением (26).

Еще один случай при трехкомпонентной неполноте перфорации скважин — две равные между собой компоненты  $\delta_2$  превышают третью  $\delta_3$ . Формула выводится в том же порядке, что и предыдущая, однако при выводе второго члена за основу берется выражение (19), которое приводится к виду

$$G_2' = \frac{n}{h'} \ln \frac{(h' + 2x_0') \delta_2}{(h' + 2\delta_2) x_0'}. \quad (28)$$



Подставляя же в него в качестве  $h'$  сумму  $h + \delta_3$ , а в качестве  $x_0' - \delta_3$ , получаем

$$G_{\delta}^{III-II} = G_{\delta}^{III} + \frac{n}{h + \delta_3} \ln \frac{(h + 3\delta_3) \delta_2}{(h + \delta_3 + 2\delta_2) \delta_3}, \quad (29)$$

где  $G_{\delta}^{III}$  по-прежнему выражается соотношением (26).

При четырехкомпонентной неполноте перфорации скважин также возможно несколько случаев.

С л у ч а й п е р в ы й. Все компоненты равны между собой и обозначаются через  $\delta_4$ . Геометрическая характеристика зоны сужения потока здесь выражается соотношением

$$G_{\delta}^{IV} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h + 4x_0) \delta_4}{(h + 4\delta_4) x_0}. \quad (30)$$

С л у ч а й в т о р о й. Одна компонента имеет меньшую по сравнению с остальными длину, а три других равны между собой  $x_0 < \delta_4 < \delta_3$ . Геометрическая характеристика зоны сужения потока здесь выразится соотношением

$$G_{\delta}^{IV-III} = G_{\delta}^{IV} + \frac{n}{h + \delta_4} \ln \frac{(h + 4\delta_4) \delta_3}{(h + \delta_4 + 3\delta_3) \delta_4}, \quad (31)$$

где  $G_{\delta}^{IV}$  выражается соотношением (30).

С л у ч а й т р е т ь и й. Две компоненты имеют одну длину, а две — другую  $x_0 < \delta_4 < \delta_2$ . Геометрическая характеристика зоны сужения потока выражается соотношением

$$G_{\delta}^{IV-II} = G_{\delta}^{IV} + \frac{n}{h + 2\delta_4} \ln \frac{(h + 4\delta_4) \delta_2}{(h + 2\delta_4 + 2\delta_2) \delta_4}, \quad (32)$$

где  $G_{\delta}^{IV}$  выражается формулой (30).

С л у ч а й ч е т в е р т ы й. Три компоненты равны между собой и уступают по длине четвертой  $x_0 < \delta_4 < \delta_1$ . Геометрическая характеристика зоны сужения потока выражается соотношением

$$G_{\delta}^{IV-I} = G_{\delta}^{IV} + \frac{n}{h + 3\delta_4} \ln \frac{(h + 4\delta_4) \delta_1}{(h + 3\delta_4 + \delta_1) \delta_4}, \quad (33)$$

где  $G_{\delta}^{IV}$  выражается формулой (30).

С л у ч а й п я т ы й. Две меньших компоненты имеют разную длину, две больших — одинаковую ( $x_0 < \delta_4 < \delta_3 < \delta_2$ ). Формула геометрической характеристики зоны сужения потока здесь имеет вид

$$G_{\delta}^{IV-III-II} = G_{\delta}^{IV-III} + \frac{n}{h + \delta_4 + \delta_3} \ln \frac{(h + \delta_4 + 3\delta_3) \delta_2}{(h + \delta_4 + \delta_3 + 2\delta_2) \delta_3}, \quad (34)$$

где  $G_{\delta}^{IV-III}$  выражается соотношениями (31) и (30):

С л у ч а й ш е с т о й. Наименьшая и наибольшая компоненты непарные, компоненты промежуточной длины парные  $x_0 < \delta_4 < \delta_3 < \delta_1$ . Формула геометрической характеристики зоны сужения потока будет иметь вид

$$G_{\delta}^{IV-III-I} = G_{\delta}^{IV-III} + \frac{n}{h + \delta_4 + 2\delta_3} \ln \frac{(h + \delta_4 + 3\delta_3) \delta_1}{(h + \delta_4 + 2\delta_3 + \delta_1) \delta_3}, \quad (35)$$

где  $G_{\delta}^{IV-III}$  выражается соотношениями (31) и (30).



Случай седьмой (наиболее распространенный в скважинах с четырехкомпонентной неполнотой). Две наименьшие компоненты парные, наибольшие непарные, то есть разные по длине  $x_0 < \delta_4 < \delta_2 < \delta_1$ . Формула геометрической характеристики зоны сужения потока при этом будет иметь вид

$$G_{\delta}^{\text{IV-II-I}} = G_{\delta}^{\text{IV-II}} + \frac{n}{h+2\delta_4+\delta_2} \ln \frac{(h+2\delta_4+2\delta_2)\delta_1}{(h+2\delta_4+\delta_2+\delta_1)\delta_2}, \quad (36)$$

где  $G_{\delta}^{\text{IV-II}}$  выражается соотношениями (32) и (30).

Неполнота перфорации скважин с числом компонент более четырех возможна, но мало вероятна. Поэтому рассматривать геометрические характеристики зоны сужения потока для скважин с такого рода неполнотой в пределах данной статьи нет необходимости.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Лейбензон Л. С. Нефтепромысловая механика, ч. II. Подземная гидравлика воды, нефти и газа. М., Гореонефтеиздат, 1934.
2. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Пер. с англ. М., Гостоптехиздат, 1949.
3. Пухляков Л. А. Вывод формулы притока в гидродинамически несовершенную скважину.— Известия ТПИ, т. 201. Томск, Изд-во ТГУ, 1972.
4. Пухляков Л. А. Определение степени глинизации призабойных зон скважин по результатам исследования их на установившихся режимах.— Информационный листок, № 93—73, ЦНТИ, Томск, 1973.
5. Пыхачев Г. Б., Исаев Р. Г. Подземная гидравлика. М., «Недра», 1973.
6. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Гостоптехиздат, 1960.
7. Щуров В. И. Влияние перфораций на приток жидкости из пласта в скважину.— Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. Изд. АН АзербССР, 1953.